

**Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела**

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Марочкин Константин Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бойко Игорь Алексеевич		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна		

Томск – 2018г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела**

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Марочкину Константину Александровичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)	Геолого-технические условия бурения вертикальной разведывательной скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком нефти $Q = 200$ м³/сутки.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1 Геологические условия бурения 1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3 Зоны возможных осложнений

	<p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p>
--	--

	<p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементировании эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементировании</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5 Выбор буровой установки</p> <p>3. Анализ способов уменьшения загрязнения продуктивных пластов при заканчивании скважин</p> <p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>5. Социальная ответственность</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка бурильной колонны</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Ковалев Артем Владимирович
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Епихин Антон Владимирович
Анализ способов уменьшения загрязнения продуктивных пластов при заканчивании скважин	Ковалев Артем Владимирович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Алексеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Анализ способов уменьшения загрязнения продуктивных пластов при заканчивании скважин	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018г
---	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бойко Игорь Алексеевич		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Марочкин Константин Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: бурение, скважина, перфорация, долото, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, первичное вскрытие, система очистки, кольматация, загрязнение продуктивного пласта, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, проанализированы способы уменьшения загрязнения продуктивного пласта на этапе заканчивания.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2800 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения и отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн. Проектированы процессы испытания.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность, значимость работы, снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ЦА – цементируемый агрегат
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. – страница; т.е. – то есть; т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; в т.ч. – в том числе; пр. – прочие; т.к. – так как; г. – год; гг. – годы; мин. – минимальный; макс. – максимальный; шт. – штуки; св. – выше; см. – смотри; включ. – включительно и др.

Оглавление

Введение	11
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	12
1.1 Геологические условия бурения скважины	12
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	14
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	14
2.2 Обоснование конструкции скважины	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	14
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	15
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	15
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	17
2.3. Углубление скважины	17
2.3.1. Выбор способа бурения	17
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	18
2.3.2.1 Выбор типа калибратора	19
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	20
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	21
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	21
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	23
2.3.7 Выбор гидравлической программы промывки скважины	23
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	24
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	25
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	26
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	26
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок	26
2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений	27
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений	30
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	31
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	35

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	35
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости	35
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	37
2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	39
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	40
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	40
2.4.4.1 Выбор способа перфорации и оборудования для перфорирования эксплуатационной колонны 168мм.	40
2.4.4.2 Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116ДП	42
2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	43
2.5 Выбор буровой установки	46
3. Анализ способов уменьшения загрязнения продуктивных пластов при заканчивании скважин	47
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
Основные направления деятельности нефтяной компании - ООО «ТАЙМЫРНЕФТЬ»	54
4.1 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	56
4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	56
4.1.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	57
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	58
4.1.3. Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	59
4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	59
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	59
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	62
4.3 Расчет технико-экономических показателей	63
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
5.1 Производственная безопасность	68
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	68
5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	72
Список использованных источников:	82
Приложение А	86
Приложение Б	92
Приложение В	93
Приложение Г	94
Приложение Е	96

Приложение Ж	99
Приложение И	102
Приложение К	103
Приложение Л	105
Приложение М	107
Приложение Н	118
Приложение П	119
Приложение Р	120

Введение

На данный момент экономика России продолжает зависеть от экспорта углеводородов на мировой рынок. В связи с этим развитие нефтяной промышленности в нашей стране имеет стратегическое значение.

Однако необходимо не забывать, что себестоимость российской нефти была и остается более высокой, чем в других странах. Исходя из всего этого основными задачами, стоящими перед нефтяниками являются внедрение технологий и проведение необходимых мероприятий, которые позволят снизить себестоимость нефти добываемой Российскими компаниями.

Последнее время особо остро стоит вопрос о необходимости внедрения новых разработок, улучшения уже используемых, в данном направлении, так как большая часть месторождений уже давно находятся в эксплуатации и на них наблюдается снижение дебитов и как следствие увеличение затрат на извлечение углеводородов, а разведка новых месторождений практически не ведется.

Одним из решений данных проблем считается необходимость развития технологий связанных с бурением и заканчиванием скважин. Это основано на том, что бурение – одна из самых дорогостоящая отраслей в нефтяной промышленности, поэтому, именно здесь внедрение новых разработок, совершенствование и улучшение технологий позволит повысить качество работ, снизить трудоемкость и уменьшить затраты. Одним из важных направлений в этой сфере является уменьшения вредного влияния буровых растворов и тампонажных жидкостей на продуктивные горизонты в процессе сооружения и крепления скважины. В специальной части данного проекта рассмотрен вопрос об уменьшении загрязнения продуктивного пласта на этапе заканчивания, которое в свою очередь приводит к уменьшению затрат на вызов притока и испытания пласта.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2800м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика газонефтеводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными и 3 нефтеносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2865-2800 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 200 м³/сут.

Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице А3

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0-1750 м, 1840-2860 м ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдачи и обработку раствора химреагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;

- в интервале 0-450 м, 950-1750 м, 1840-2860 м возможны поглощения бурового раствора интенсивностью 3-7 м³/час, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

- прихватоопасность во всем интервале бурения 0-2860 м, возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистке ствола скважины от шлама;

- нефтегазоводопроявление в интервалах 1840-1900 м, 2330-2340 м, 2810-2830 м возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта следует, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление: перекрываем четвертичные отложения на 10 м, соответственно, глубина спуска колонны направления, составляет 90 м.

Кондуктор: до глубины 535 м за счет растепления ММП возможны обвалы стен прихваты инструмента. До глубины 1000 м преобладание глин. До глубины 1050м повышенное кавернообразование. Глубина спуска кондуктора, составляет 1100 м.

Эксплуатационная колонна: нам необходимо перекрыть подошву продуктивного пласта, на высоту рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина ЗУМППФа составляет 10 м. Общая длина эксплуатационной колонны, составляет 2800 м.

Конструкция нашей скважины является одноколонной, так как отсутствуют промежуточные и потайные колонны, т.е. в конструкцию скважины входят направление, кондуктор и эксплуатационная колонна

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-90 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-1100 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 950-2800 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины – **ссылка на газонефтебезопасность**

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q=200\text{м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{эк н} = 168,3\text{мм};$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк д расч}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{эк д расч} \geq D_{эк м} + \Delta \quad (1)$$

$\Delta = 20$ мм, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{эк д} = 214,3$ мм.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

$$D_{к вн} = D_{эк д} + 14 \text{ мм}, \quad (2)$$

$$D_{к н} = 244,5 \text{ мм};$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к д} = 311,2$ мм.

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{к вн}$ определяется по формуле:

$$D_{н вн} = D_{к д} + 10 \text{ мм}, \quad (3)$$

$$D_{н н} = 351,5 \text{ мм};$$

Выбираем долото RC, диаметр долота $D_{н д} = 444,5$ мм.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	90	0	90	351	444,5
Кондуктор	0	1100	0	1100	244,5	311,2
Эксплуатационная колонна	0	2800	950	2800	168,3	214,3

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле :

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (4)$$

$$P_{\text{му}} = 27,6 - 22,74 = 4,86 \text{ МПа},$$

где $P_{\text{пл}}^{2765} = 27,6 \text{ МПа}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{н}} = 840 \text{ кг/м}^3$ - плотность нефти, кг/м^3 ;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

$H_{\text{кр}} = 2765 \text{ м}$ - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-168x245 ХЛ.**

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{\text{пл}} = 0,100 \text{ МПа/10 м}$: **ОП5-230/80x35.**

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки.

Проектирование этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента и режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления и показателей свойств промывочной жидкости, типов промывочных растворов и необходимых количеств химических реагентов и материалов для поддержания их свойств. Необходимо также выбрать буровую установку.

В качестве основных режимных параметров можно выделить следующие: нагрузку на долото $G_{\text{ос}}$, кН; частоту вращения инструмента n ,

мин⁻¹; расход промывочной жидкости Q, л/с; тип и качество промывочной жидкости.

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями.

Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в табл. 8

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-90	Направление	Роторный
90-1100	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1100-2800	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице Г1

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 444,5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 311,1 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 214,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна, после которых необходимо произвести калибровку стенок скважины т.к. диаметр бурголовки будет меньшего диаметра чем долото.

2.3.2.1 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму.

1. Для бурения интервала под направление 0-90м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 90-1100м с PDC долотом не планируется использование калибратора, т.к. долото с PDC вооружением уже оснащено калибрующей поверхностью и калибровка ствола скважины не нужна.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1100-2800м с PDC долотом не планируется использование калибратора.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото представлен в таблице 14

Таблица 14 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-90	90-1100	1100-280
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	5000	12000
$D_{д}, \text{см}$	0,444	0,311	0,214
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	5	5
$G_{пред}, \text{кН}$	310	130	130
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	8,34	11,7	24,07
$G_2, \text{кН}$	88,9	155	107
$G_3, \text{кН}$	248	104	104
$G_{проект}, \text{кН}$	240-250	100-110	100-110

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 24-25тонн, которая близка к предельной нагрузке на

запроектированное долото. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки 10-11 тонн.

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в табл.15.

Таблица 15 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1100	1100-2800
Исходные данные				
$V_{\text{л}}, \text{ м/с}$		2,8	1,5	1
$D_{\text{д}}$	0,444	0,311	0,214	0,1889
	444,5	311,1	214,3	188,9
$\tau, \text{ мс}$		6	-	-
z		28	-	-
α		0,9	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		121	92	133
$n_2, \text{ об/мин}$		23	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		716	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		120	90	120

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Таблица 16 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Интервал		0-90	90-1100	1100-2800
Исходные данные				
D _д	м	0,311	0,214	0,1889
	мм	311,1	214,3	188,9
G _{ос} , кН		-	110	110
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	240	178
M _р , Н*м		-	41300	28520
M _о , Н*м		-	155	107
M _{уд} , Н*м/кН		-	374	258

Для интервала бурения 90-1100 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ВЗД Д240.5000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д178.3600.78, который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики представлены в таблице 17

Таблица 17 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкос-ти, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощ-ность двигателя, кВт
Д 240.5000.56	90-1100	240	9000	1900	30-75	120-200	18	250
Д178.3600.78	1100-2800	178	6890	985	25-35	95-145	12	130

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 1-4.

2.3.7 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

1. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 64л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

2. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 56л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

3. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 25л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». [00]

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении Д.4.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

- достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;
- ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

Источником информации для составления программ промывочных жидкостей являются геолого-технические условия бурения, приведенные в предыдущем пункте.

Основные типы буровых растворов, используемые для бурения в районах западной Сибири:

- бентонитовый;
- полимер - глинистый;
- полимерный (инкапсулированный);
- KCL/полимерный (биополимерный).

Выбор бурового раствора в рамках курсового проекта основан на так называемой «щадящей» стратегии формирования призабойной зоны пласта, когда буровой раствор выбирается исходя из минимизации вредного воздействия на продуктивные горизонты. Для бурения остальных интервалов буровой раствор выбирается исходя из предупреждения возникновения основных осложнений при бурении и минимизации затрат на его приготовление.

- Бурение интервала 0 – 90м под направления производится бентонитовым буровым раствором. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 8.
- Для бурения интервала 90-1100м под кондуктор рекомендуется использовать полимерглинистый буровой раствор на водной основе. Компонентный состав полимерглинистого раствора представлен в таблице 10.
- Для бурения интервала 1100-2700м под эксплуатационную колонну рекомендуется использовать полимерглинистый буровой раствор на водной основе. Компонентный состав полимерглинистого раствора представлен в таблице 12
- Для бурения интервала 2700-2800 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия предлагается использовать биополимерный буровой раствор, для минимизации вредного воздействия на продуктивный горизонт. Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора представлен в таблице 14

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов.

Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 1650-1680м, 2630-2640м, 2760-2785м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

1. Первый интервал отбора керна 1648-1682м;
2. Второй интервал отбора керна 2628-2642м;
3. Третий интервал отбора керна 2758-2787м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и

обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах. После отбора керна произвести калибровку ствола скважины т.к. диаметр бурголовки меньше диаметра долота. Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлен в таблице 11, тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда представлен в таблице 12, технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 13.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Основная задача расчёта сводится к:

- выбору главных нагрузок;
- определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
- расчёту величины этих нагрузок;
- подбору обсадных труб с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам.

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, солевой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта.

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_n = 720 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1050 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2800 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 950 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 90 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м, для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{см} = 10 \text{ м}$.

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v,$$

где: P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), схемы расположения уровней жидкости представлены на рисунках 3 и 4.

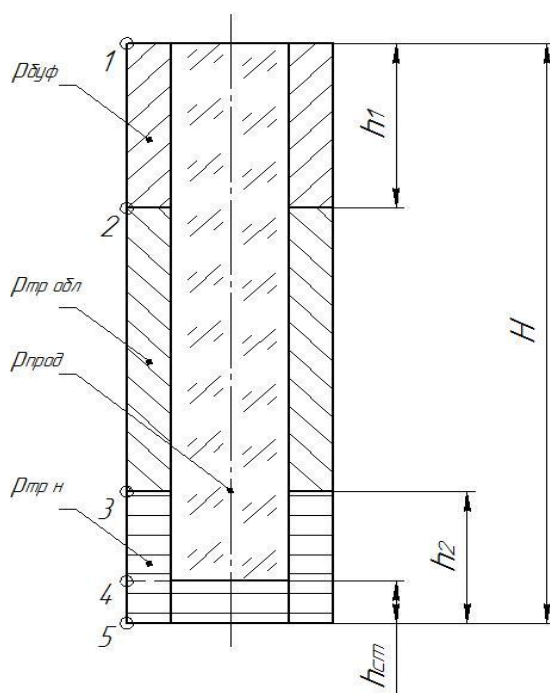


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

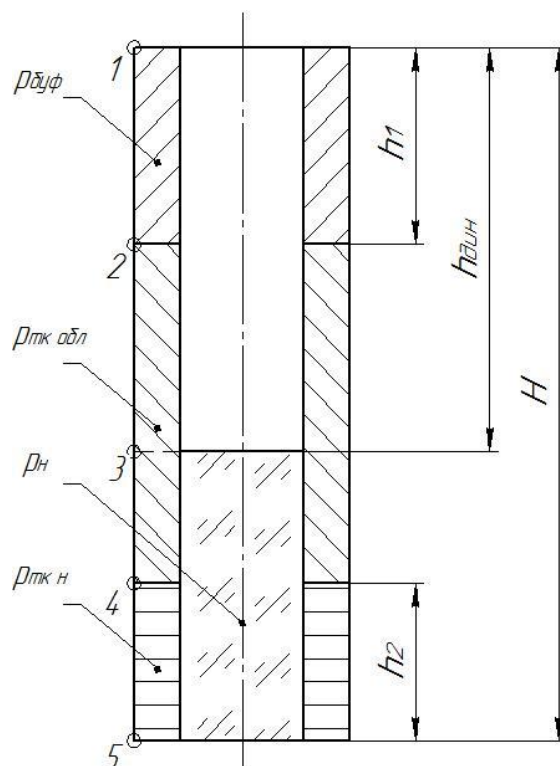


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 8 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок Ж5.

Таблица 8 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	950	0,466	2	950	9,7855
3	1867	7,3722	3	1867	19,228
4	2710	8,0785	4	2710	21,958
5	2800	8,0785	5	2800	22,58

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н},$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

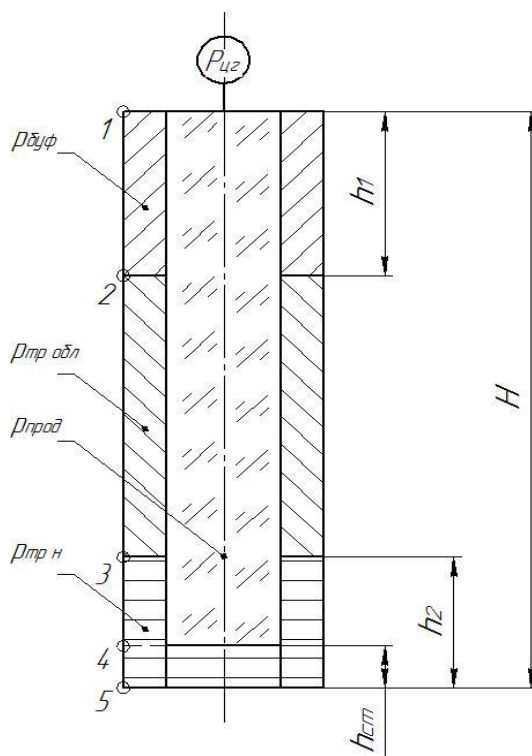
$P_{н}$ – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рис. 6.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рис. 7.

Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения



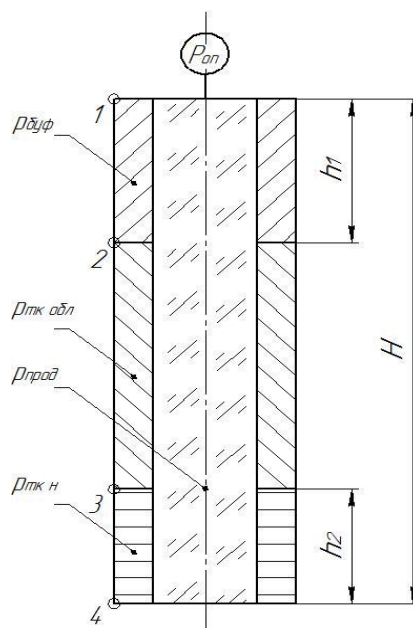


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 9 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок Ж2.

Таблица 9 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	17,479	1	0	11,5
2	950	17,013	2	950	11,034
3	1867	10,106	3	2710	10,171
4	2710	9,4	4	2800	9,7955
5	2800	9,4			

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала

труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давление выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции), секции, которая находится в пределах эксплуатационного пласта (пластов).

Расчет 1-ой секции

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции, которая удовлетворяет условию: $P_{см}^I \geq n_{см} \cdot P_{ни}^I$, где $n_{см} = 1,2 - 1,3$ для первой секции, для последующих $n_{см} = 1$:

$$P_{см}^I \geq 29.35 \text{ МПа};$$

2) Толщина стенки $\delta^I = 10,6 \text{ мм}$;

3) Глубина спуска 1-ой секции $L^I = 2710 \text{ м}$, выше кровли эксплуатационного объекта на 50 метров;

4) $P_{ни}^2 = 26,9 \text{ МПа}$; $P_{см}^2 = 26,9 \text{ МПа}$;

толщина стенки второй секции $\delta^2 = 8 \text{ мм}$;

5) Определяется длина 1-ой секции $l^I = 95 \text{ м}$;

6) Рассчитывается вес 1-ой секции $G^1 = l^1 \cdot q^1$, где q^1 – вес 1 м труб 1-ой секции с толщиной стенки δ^1 :

$$G^1 = 37,26 \text{ кН};$$

7) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции l^1 на внутреннее давление:

$n_p = 3,45$, что соответствует условию: $n_p > 1.15$ для данного диаметра труб;

8) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции $*l^1$ на срагивание в резьбовом соединении: $N_{сmp} = 32,9$ что соответствует условию: $N_{сnh} > 1.15$ для данного диаметра труб.

Расчет 2-ой секции

Так как толщина стенки 8 мм. удовлетворяет условию: $P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1$, то мы принимаем толщину стенки трубы 2-ой секции 8,0 мм.

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой «Д»;

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции $\delta^2 = 8,0$ (мм);

3) Находится значение наружного избыточного давления $P_{ни}^3$ из условия:

$$P_{ни}^3 = P_{см}^3 / n_{см},$$

где $P_{см}^3$ – прочность труб на смятие для толщины труб $\delta^3 = 7,3$ мм.:

$$P_{ни}^3 = 18,3 \text{ кН};$$

4) Глубина, на которой действует $P_{ни}^3$ (глубина установки 2-ой секции): $L^2 = 1800$ м;

5) Определяется длина 2-ой секции $l^2 = 910$ м;

6) Рассчитывается вес 2-ой секции $G^2 = 280,28$ кН;

7) Определяется сумма весов 2-х секций $\Sigma G^2 = 317,54$ кН;

8) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине L^2 при параметрах 2-х секций на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении: $n_p=2,50$, $N_{cmp} = 3,51$ что соответствует требуемым условиям запаса прочности.

Расчет 3-ей секции

1) Группа прочности материала труб для 3-ей секции принимается такой же, как для 1-ой «Д»;

2) Толщина стенок труб для 3-ей секции $\delta^3 = 7,3$ мм;

3) Определяется длина 3-ей секции $l^3 = 1800$ м;

4) Рассчитывается вес 3-ей секции $G^3 = 529,2$ кН;

5) Определяется сумма весов 3-х секций $\Sigma G^3 = 846,7$ кН;

6) Определяются фактический коэффициент запаса прочности на страгивание в резьбовом соединении: $n_{cmp} = 1,31$, что соответствует требуемым условиям запаса прочности.

При соблюдении условий прочности для всех секций их параметры принимаются за окончательные и записываются в табл. 10.

Таблица 10 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм.	Длина, м.	Вес, кг.			Интервал установки, м.
				1 м. трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	10,6	90	41,4	3726	3726	2800-2710
2	Д	8,0	910	30,8	28028	31754	2710-1800
3	Д	7,3	1800	29,4	52920	84674	1800-0

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементировании эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементировании

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (1.1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гд\ кп} = 48.26$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (1.2)$$

$$P_{гд\ кп} = 0,174 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (1.3)$$

$$P_{гс\ кп} = 35,59 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$35,773 \text{ МПа} \leq 47,9465 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементировании эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{\text{б.жс}} = S_{\text{к.п.о.с}} \cdot V_{\text{в.п}} \cdot t, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{кп}}$ – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600с при турбулентном течении).

$$V_{\text{б.жс}} = 25,7 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора ВТР (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_{\text{к}}) + (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{к}} - L_1) + d_{\text{эк вн}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4, \quad (2.2)$$

$$V_{\text{тр}} = 39.9 \text{ м}^3;$$

Объём тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр.норм}} = 2.1 \text{ м}^3;$$

Объём облегченного тампонажного раствора:

$$V_{\text{тр.обл.}} = 37.8 \text{ м}^3.$$

Объём продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3), расчет выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн}}^2 \cdot h_{\text{ст}}] / 4, \quad (2.3)$$

$$V_{\text{прод}} = 53.9 \text{ м}^3.$$

Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м^3
Объём буферной жидкости		25,7
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	37,8
	Тампонажный раствор нормальной плотности	2,1
Объём продавочной жидкости		53,9

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

1. Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (2710-900): 5-50⁰С.

- Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тробл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: **ПЦТ - III - Об (4) – 50**.

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.97$.

- Плотность сухого цемента, кг/м³: 2700-2900.

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух.обл}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (3.1)$$

$$G_{\text{сух.обл}} = 27.7 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (3.2)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 29.0 \text{ м}^3.$$

2. Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (2800-2710м): 50-60⁰С.

- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трнорм}} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:
тип цемента: **ПЦТ - II - 100**.

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.49$.

- Плотность сухого цемента, кг/м³: 3120.

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 2,8 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³):

$$V_{\text{в.норм}} = 1.5 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³. Расчет представлен в таблице 43

Таблица 43 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объем воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Продавочная	50,93	1000	50,93				
Буферная	5,14	1050	25,7	МБП-СМ	360 кг/15	-	-
	20,56			МБП-МВ	308,4 кг/13	-	-
Обл. тамп. р-р	37,8	1400	29	НТФ	11,9 кг/1	ПЦТ-III-Об(4)-50	27.7 / 28
Тамп. р-р норм. плотн.	2,1	1900	1,5	НТФ	0.62 кг/1	ПЦТ-II-100	2.8 / 3

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (4.1)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 17.48 \text{ МПа};$$

$$23 \text{ МПа} \geq 21.85 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в табл. 2).

Таблица 2 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
115	-	23	13	8,6	5,1	-	4,3	8,2	12,4	18,8

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_б, \quad (4.2)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-0Н(У);
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА -320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования представлена на рисунке Д 1.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (кол-во, шт)	Цементирующая головка
Направление, D _{усл} =351мм	БКМ- 351	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =244,5мм	БКМ- 245 ОТТМ	ЦКОДМ - 245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295- 320 (22шт.)	ГЦУ-245
Экспл. колонна, D _{усл} =168,3мм	БКМ- 168 ОТТМ	ЦКОДМ - 168 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-168/216- 245 (56шт.)	ГЦУ-168

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор способа перфорации и оборудования для перфорирования эксплуатационной колонны 168мм.

Для перфорации возьмем кумулятивную перфорацию, как наиболее эффективную при соотношении цена-качество.

ПКО 102-АТ

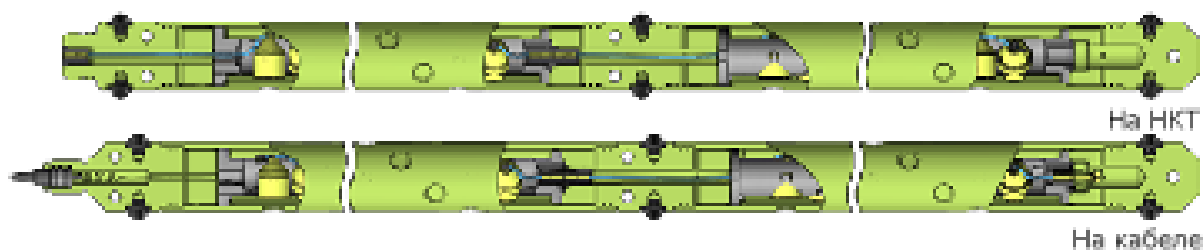


Рисунок 16 Перфоратор ПКО 102-АТ

Перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения с возможностью спуска как на кабеле, так на НКТ и ГНКТ, предназначен для вторичного вскрытия пластов в скважинах, заполненных жидкостью. Рекомендуются к применению в обсадных трубах диаметром **146, 168 мм.**

Особенности и преимущества

- удобство снаряжения и сборки перфоратора;
- возможность комбинированного снаряжения зарядами с различными характеристиками пробития;
- возможность многокорпусной сборки при спуске на кабеле с установкой электродетонатора «внизу» перфоратора;
- отсутствие засорения скважины осколками зарядов и перфоратора;
- надежность;
- безаварийность;

Рисунок 20 технические характеристики перфоратора ПКО102-АТ

Технические характеристики	ПКО102-АТ
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	20
Максимально допустимое гидростатическое давление, Мпа	80/103,5/120
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м***	1/2/3/4/5/6

- возможность установки центраторов;
- * - возможна фазировка 0°, 45°, 90°, 180° по требованию заказчика;
- ** - возможна другая плотность по требованию заказчика;
- **** - возможны другие длины корпусов по требованию заказчика.

Будет произведена перфорация 25метров продуктивного пласта за 2 спуско-подъемные операции, при длинах корпуса 15 и 10 метров.

2.4.4.2 Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116ДП

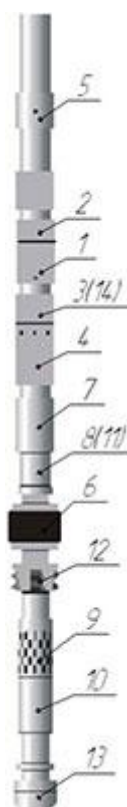
Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116, представлен на рисунке 10, предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины, при наличии контейнера. [00] Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116 представлены в таблице 19.

Назначение: гидродинамические исследования со ступенчатым увеличением депрессии в горизонтальных, наклонных и вертикальных необсаженных скважинах диаметров от 135 до 170 мм, а также в скважинах, обсаженных колонной диаметром 146 и 168 мм. Радиус кривизны горизонтальных наклонных скважин не менее 50 м.

Комплекс спускается в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах диаметром 73 или 89 мм

Управление комплексом осуществляется вращением и вертикальным перемещением труб.

Состав комплекса:



1. Испытатель пластов ИПВ-116
2. Приставка - депрессионный модуль ПДМ-116ДП
3. Клапан уравнильно-отсекающий КУО-116
4. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-116
5. Пакер цилиндрический ПЦ-116 (резиновые элементы диаметром 135, 145 мм)
6. Яс гидравлический ЯГЗ-116
7. Замок безопасности ЗБ-116
8. Фильтр Ф-116
9. Патрубок приборный ПП-116
10. Переводник левый ПЛ-116
11. Якорь ЯК-132/158, ЯК-140/178
12. Механизм направляющий с упором на забой МНУ-116

Комплекс обеспечивает:

- отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров);
- повышенную сохранность пакерующих элементов и узлов комплекса в работоспособном состоянии, а также стенок пласта от разрушений.

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, Мпа	35
Максимальное давление, Мпа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей устьевого и скважинного оборудования.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначенный для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

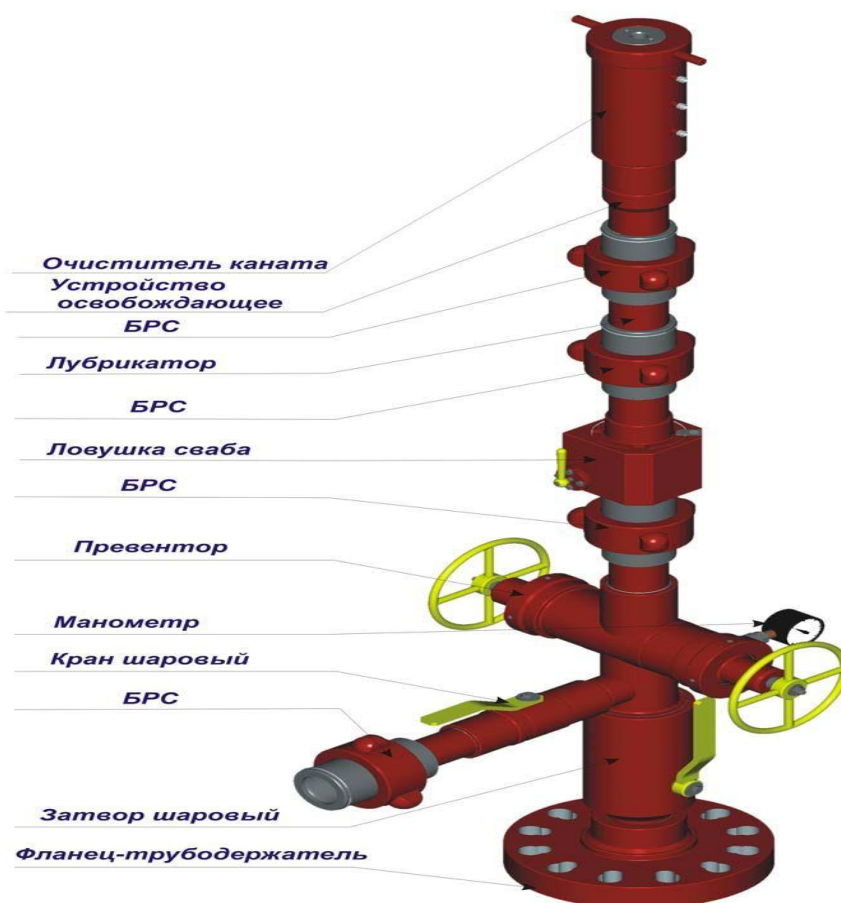


Рисунок 17 – Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116

Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

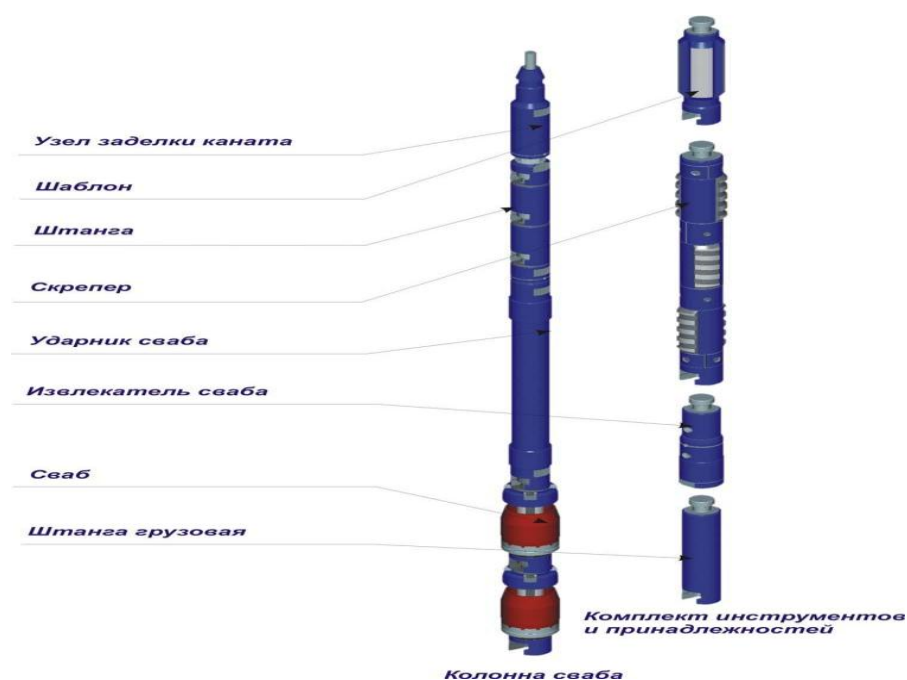


Рисунок 18 – Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Таблица 22 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.		
Диаметр наружный, мм		60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.		
Диаметр наружный, мм		60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.		
Диаметр наружный, мм		55
Масса, кг		10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Диаметр наружный, мм		65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.		
Диаметр наружный, мм		55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.		
Диаметр наружный, мм		57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.		
Диаметр наружный манжеты, мм.		61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.		
Диаметр наружный, мм		55
Масса, кг		45

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. [00]

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

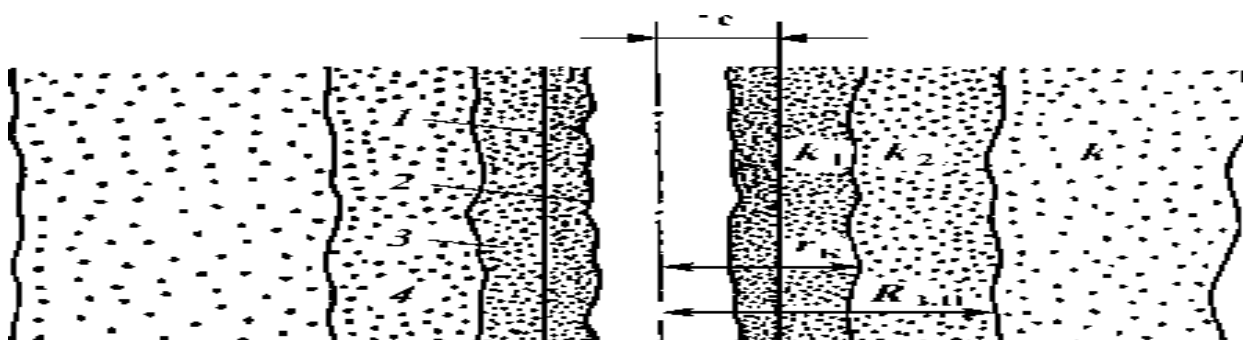
Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	98,4	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,03
Максимальный вес обсадной колонны	84,7	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,36
веса колонны при ликвидации прихвата	127,9	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,56

3. Анализ способов уменьшения загрязнения продуктивных пластов при заканчивании скважин

Загрязнение продуктивного пласта.

Загрязнение пласта - это проникновение в толщу пласта бурового раствора при первичном вскрытии, попадание цементного раствора в пласт (и как следствие зацементирование трещин и закупорка трещин).

Рисунок 1 Зоны загрязнения продуктивного пласта.



1 — стенка скважины; 2 — глинистая корка; 3 — зона кольматации;

4 — зона проникновения фильтрата бурового раствора;

$k; k_1; k_2$ — проницаемость соответственно природная, в зоне кольматации и зоне проникновения фильтрата; r_c — радиус ствола скважины; r_k — радиус зоны кольматации;

R_3 — радиус зоны проникновения фильтрата.

Все это ведет к нарушению коллекторских свойств продуктивного пласта:

- Уменьшение дебита
- Дополнительные затраты на освоение и испытание
- Ошибочные или неполные данные о коллекторе, что может привести к необоснованному отказу от разработки месторождения (если бурилась разведочная скважина)

Загрязнение пласта происходит на всех этапах заканчивания скважины.

1. Первичное вскрытие
2. Спуск обсадных колонн
3. Цементирование обсадных колонн.
4. Перфорации стенок скважины.

Первичное вскрытие

Первичное вскрытие начинается с момента вскрытия породы коллектора.

Буровой раствор проникает в пласт под воздействием гидростатического давления столба жидкости и гидродинамического воздействия струй выходящих из насадок долота. Чтобы уменьшить степень загрязнения, необходимо предпринимать определенные технические решения такие как:

- Управление свойствами промывочных жидкостей;
(подбирать правильный состав раствора, например вскрывать пласт на солевых, биополимерных, РУО.)
- Совершенствование систем промывки

Использовать современные технологии очистки буровых растворов, для качественного удаления твердой фазы, частиц выбуренной породы.

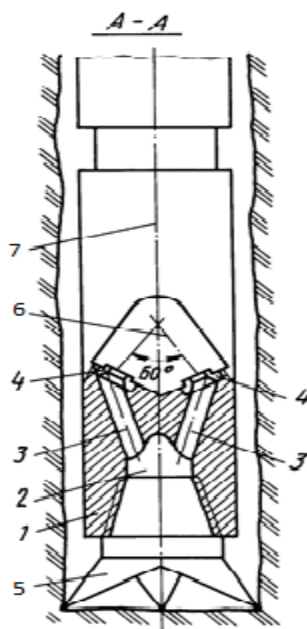
- Вскрытие пластов на депрессии;

Использовать технологии вскрытия ПП на депрессии, т.е. бурение при давлении в скважине равном или меньшем, чем пластовое и/или поровое давление, обычно в условиях притока пластового флюида в процессе бурения.

- Применение управляемой кольматации;

Применении в КНБК такого устройства как наддолотный кольмататор.

Рисунок 2 Наддолотный кольмататор



1 – кольмататор 2 - центральный канал 3 - боковые каналы

4 - гидромониторные насадки 5 – долото

6 - геометрическая ось положения насадок 7 - ось бурения

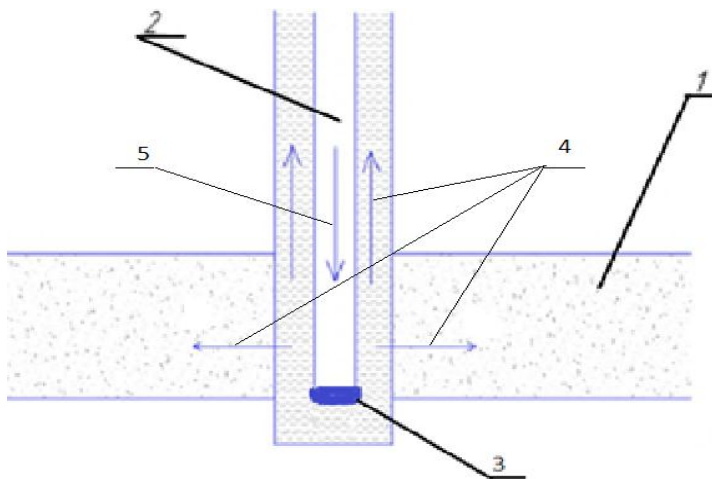
В основе этого устройства лежит эффект гидромонитора, из насадок 4 (рис. 2) расположенных под определенным углом к оси бурения 7 (рис.2) выходит струя

бурового раствора которая приводит к тому что стенка скважины «запечатывается». У этой технологии есть один минус, при неправильно подобранных параметрах струя может не запечатать, а разрушить стенку скважины, особенно в интервалах неустойчивых пород.

Спуск обсадных колонн.

Немаловажным является и технологии спуска обсадных колонн, например при небольшой разнице стенок скважины-колонны, при быстром спуске или подъеме может возникнуть так называемый эффект «поршня». Чтобы избежать этого необходимо придерживаться технологий и рекомендаций по спуску ОК.

Рисунок 3.



1-продуктивный пласт, 2-обсадная колонна, 3-цементный башмак,
4- направление движения бурового раствора, 5- направление спуска колонн.

Способы уменьшения загрязнения пласта при спуске обсадных колонн
Контроль за скоростью спуска колонны, чтобы избежать эффекта поршневания.

- Скорость спуска колонны поддерживают в пределах 0,3 - 0,8 м/с.

- Если колонна оснащена обратным клапаном, после спуска 10 - 20 труб доливают промывочную жидкость внутрь колонны, чтобы не допустить смятия труб избыточным наружным давлением.
- По мере необходимости проводят промежуточные промывки с помощью цементирующего агрегата или бурового насоса. Во время промывки необходимо непрерывно расхаживать колонну.

Цементирование обсадных колонн.

Особое внимание уделяется цементированию скважины, т.к. технология такова что нам необходимо смывать фильтрационную корку буфером и тампонажный раствор беспрепятственно проникает в пласт под давлением.

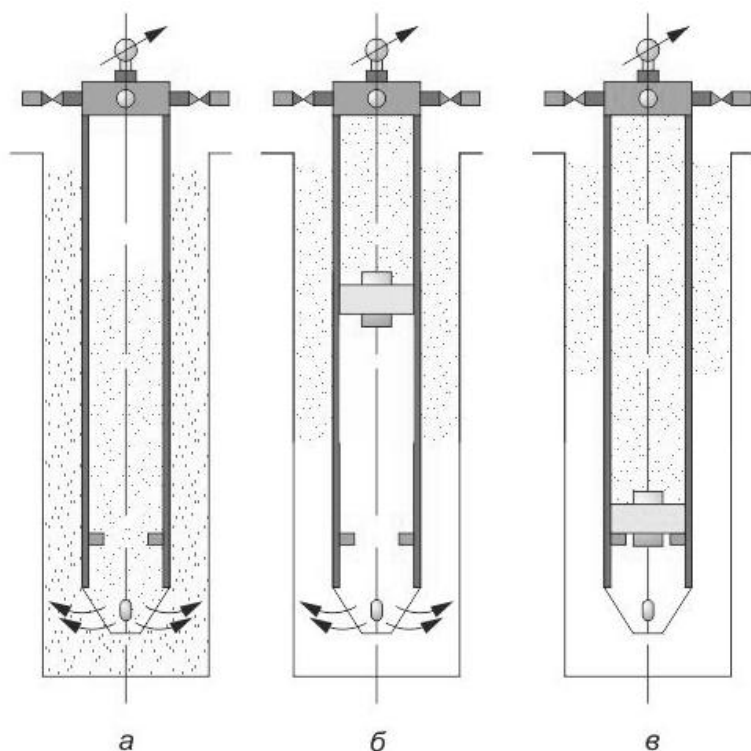


Рисунок 3. Этапы цементирования

- закачка облегченного тампонажного раствора, раствора нормальной плотности после буферной жидкости;
- сброс разделительной пробки, продавка тампонажного раствора в затрубное пространство с помощью продавочной жидкости;
- посадка разделительной пробки в «стоп-кольцо», сопровождающееся скачком давления на цементирующей головке, конец цементирования.

Для уменьшения сильного загрязнения можно использовать двухступенчатое цементирование. Это может увеличить стоимость строительства, но в последующем может сократить расходы на испытание пласта и вызов притока. Для этого можно использовать МСЦ (муфту ступенчатого цементирования) (Рис.4).



Рисунок 4 Муфта ступенчатого цементирования.

Технология такова что сначала цементируются верхние интервалы, затем цементируются уже нижние интервалы. Это позволяет снизить давление репрессии на продуктивный пласт.

Перфорация.

Несомненно не стоит забывать и про перфорацию, видов перфорации множество(пулевая-торпедная, куммулятивная, сверлящая, гидropескоструйная) степень воздействия на пласт различная. Так же различно воздействие и на цементный камень, некоторые перфораторы из-за своего динамического воздействия могут разрушить цементный камень(вдобавок после них в перфорированном канале остаются остатки (пули, остатки куммулятива). Другие (гидropескоструйные) камень не разрушают, но они неплохо загрязняют пласт абразивом который может стать препятствием. Следовательно к выбору перфорации тоже надо подходить с особым расчетом.

Анализ способов уменьшения загрязнения.

Для уменьшения загрязнения продуктивного пласта на этапе заканчивания скважины, мы можем использовать такие технологические приемы как :

- подбор правильной рецептуры бурового раствора(в зависимости от пород коллекторов),
- грамотное использование очистного оборудования(уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе),
- использование качественных компонентов для приготовления бурового раствора,
- бурение на депрессии,
- контролирование техпроцесса спуска осадных колонн,
 - использование наименьшей разницы пластово и забойного давления,
 - правильный выбор способа перфорации (соотношение качество вскрытия –степень загрязнения),
 - многоступенчатое цементирование(для уменьшения давления тампонажного раствора на продуктивный пласт).

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Марочкину Константину Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Марочкин Константин Александрович		

Основные направления деятельности нефтяной компании - ООО «ТАЙМЫРНЕФТЬ»

ООО «ТАЙМЫРНЕФТЬ» - негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению недр Красноярского края.

Одна из главных задач ООО «ТАЙМЫРНЕФТЬ» – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Внедрять современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны клиентам. Основополагающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде. В фокусе группы компании неизменно находится вопрос использования передовых технологий с целью оптимизации добычи, повышения скорости бурения и снижения временных издержек на проведение работ.

1.2 Организационная структура управления предприятием

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам. Организационная структура ООО «ТАЙМЫРНЕФТЬ» представлена на рисунке М1.

4.1 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная вертикальная
Проектная глубина, м:	2800
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	С применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 351 мм на глубину 90 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 1100 м
- эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2800 м
Буровая установка	БУ-3000ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5х6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-90м	66
- в интервале 90-1000м	59
- в интервале 1100-2800м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм – 58м d 203 мм – 48м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 90-1100 м	Д 240.5000.56
- в интервале 1100-2800 м	Д178.3600.78
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-90 м	127х10
- в интервале 90-1100 м	127х10
- в интервале 1100-2800 м	127х10
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-90 м	III 444,5 GRD311
- в интервале 90-1100 м	PDC 311,1FD519SM
- в интервале 1100-2800 м	PDC 214,3FD613SM

Составление нормативной карты

По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта (таблица 60).

4.1.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по (X) месторождению представлены в таблице 57

Таблица 57 - Нормы механического бурения на месторождении Красноярского края

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	30	0,027	400
2	90	1100	1010	0,032	1300
3	1100	2800	1700	0,054	1700

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (5.2)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 90 \cdot 0,027 = 2,43 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчеты остальных интервалов, результаты представлены в таблице 58.

Таблица 58 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,027	2,43
1010	0,032	32,32
1700	0,054	91,8
Итого		126,55

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (5.3)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 90 / 400 = 0,23$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 59.

Таблица 59 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
90	400	0,23
1010	1100	0,92
1700	1700	1
Итого на скважину		2,15

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (5.1)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице Н56.

4.1.3. Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $22 \cdot 1 = 22$ мин;

эксплуатационная колонна: $56 \cdot 1 = 56$ мин.

4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -4 ч, кондуктора - 12 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;

- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны.

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (5.4)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 90 - 10 = 80 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (5.5)$$

Для направления:

$$L_T = 90 - 29 = 61 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (5.6)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 61/24 = 2,54 \approx 3 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 2,54 \cdot 2 + 5 = 10,08 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1100 - 10 = 1090 \text{ м}$$

$$L_T = 1090 - 29 = 1061 \text{ м}$$

$$N = 1061/24 = 44,21 \approx 45 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 45 \cdot 2 + 5 = 95 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2800 - 10 = 2790 \text{ м}$$

$$L_T = 2790 - 29 = 2761 \text{ м}$$

$$N = 2761/24 = 115$$

$$T_{\text{конд.}} = 115 \cdot 2 + 5 = 235 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 10,08 + 95 + 235 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 538,08 \text{ мин} = 8,97 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 240,82 часов или 10,04 суток.

Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$240,82 \times 0,066 = 15,89 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$240,82 + 15,89 + 25 = 281,71 \text{ ч} = \mathbf{11,74 \text{ суток.}}$$

4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (5.7)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (5.8)$$

$$k = 10\%$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 61.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 63.

Таблица 61– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	3,5	3,85	0,16
кондуктор	47,7	52,47	2,19
эксплуатационная колонна	131,79	144,97	6,04
Крепление:			
направление	4,36	4,79	0,2
кондуктор	17,0	18,7	0,78
эксплуатационная колонна	34,3	37,73	1,57
Итого	238,65	262,51	10,94

4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (5.9)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2800/126,55 = 22,13 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (5.10)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2800/(126,55+57,52) = 15,21 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (5.11)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2800 \cdot 720 / 337,77 = 5802,76 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_δ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (5.12)$$

где n - количество долот.

$$h_\delta = 2800/2,15 = 1302 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (5.13)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (164939121,85 - 6166572,50)/2800 = 56704,48 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 64.

Таблица 64 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2800
Продолжительность бурения, сут.	11,74
Механическая скорость, м/ч	22,13
Рейсовая скорость, м/ч	15,21
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5802,76
Проходка на долото, м	1302
Стоимость одного метра	56704,48

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Марочкину Константину Алуксандровичу

	ИШПР ТПУ		Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 2800 метров (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с	1 Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – превышение уровней шума; – превышение уровня вибрации; – тяжесть физического труда;

<p>необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</p> <ul style="list-style-type: none"> – предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты). 	<ul style="list-style-type: none"> – повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; – отклонение показателей микроклимата в помещении, – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенная запыленность воздуха; – повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны; – превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений; <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли ; – электрический ток; – статическое электричество; – острые кромки, заусенцы и шероховатость инструментах; – пожароопасность;
---	---

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Марочкин Константин Александрович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено в Красноярском крае. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице К1.

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Полевой этап

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли .

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

К основным документам, регламентирующим межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте относится СПб.: ЦОТПБСП, 2001 [1]

Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для

предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц. Меры предосторожности, такие как ограждение зон повышенной опасности, принимаются для ограничения доступа работников в зоны, где возможно их падение с высоты, травмирование падающими с высоты материалами, инструментом и др. предметами, а также частями конструкций, находящихся в процессе сооружения, обслуживания, ремонта, монтажа или разборки. При проведении работ на высоте выставляются ограждения, обозначая границы опасных зон.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [3]

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [33] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

Пожароопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории П-III[18] (расположенные вне помещения зоны, в которых

обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и не омеднённого инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества .

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы). Сечение проводов электрической сети должно соответствовать установленной мощности.

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омеднённого инструмента.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

- Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
- Ведро пожарное 2 шт.
- Багры 3 шт.
- Топоры 3 шт.
- Ломы 3 шт.

– Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады. Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания. В качестве огнетушительных веществ для тушения пожаров применяются: вода в виде компактных струй - для тушения твердых веществ; пены химические- для тушения нефти и ее продуктов, горючих газов; пены воздушно-механические- для тушения твердых веществ, нефти и ее продуктов; порошковый состав (флюсы), песок- для тушения нефти, металлов и их сплавов; углекислота твердая (в виде снега)- для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением; инертные газы- для тушения горючих газов и электрооборудования.

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов.

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [3].

Электрический ток.

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под

напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Превышение уровней вибрации.

Вибрация – это механические колебания. О вибрации также говорят в более узком смысле, подразумевая механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека.

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования.

К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [27].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [27] наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ

31192.2-2005 [25]; общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [36].

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаления ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Микроклимат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности . Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7] показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- Температура воздуха;
- Относительная влажность воздуха;
- Скорость движения воздуха;
- Интенсивность теплового излучения.

Оценка микроклимата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [21].

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность,

давление). Нормы параметров микроклимата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 [35] зависят от тяжести и времени выполняемых работ. По результатам анализа определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата на организм рабочего.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.).

Превышение уровней шума.

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [13].

Таблица 2 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [13]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе).

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещенность- важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Согласно СП 52.13330.2011 [20] различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений вычислительных центров должно соответствовать СП 52.13330.2011 [20]. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО (таблица 4).

Таблица 4 - Нормы освещенности рабочих поверхностей [43]

Наименование помещений	Характеристика зрительной зоны	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Лаборатория и камеральные помещения	Средней точности	0,5-1	4 – верхнее или комбинированное; 1,5 - боковое	300	Люминисцентные газозарядные лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания

Для местного освещения рабочих мест следует использовать светильники с непросвечивающими отражателями. Светильники должны располагаться таким образом, чтобы их светящие элементы не попадали в поле зрения работающих на освещаемом рабочем месте и на других рабочих местах. Местное освещение рабочих мест, как правило, должно быть оборудовано регуляторами освещения.

Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ М².

Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ 60-2.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях.

При камеральной обработке полученных данных источником возникновения пыли может являться ее проникновение в помещение через открытые форточки, окна, двери. В связи с этим необходимо предусмотреть использование вытяжной вентиляции. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7] запыленность в зале не должна превышать $0,5 \text{ мг/м}^3$. Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки.

Экологическая безопасность

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 6) [12].

Таблица 6 — Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки

Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химреагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижение установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специальных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- обязательна ликвидация возможных вредных последствий от

воздействия на природу;

- не допускается загрязнение участка проведения работ;
- для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности;
- установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ;
- ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой [51].

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение [51].

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [34].

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);

- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения ,.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта (территория Красноярского края) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к

выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке.

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты.

Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [39].

Список использованных источников:

1. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. СП 131.1330.2012, Изд-во стандартов 2013. – 109с;
2. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
3. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
4. ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные;
5. ГОСТ 12.3.009-76 - Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
6. ГОСТ 12.4.125-83 - Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация;
7. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
8. ГОСТ 23407-78 - Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия;
9. ГОСТ 12.1.019-79 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
10. ГОСТ 12.1.030-81 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
11. ГОСТ 12.1.006-84 - Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля;
12. ГОСТ 12.1.038-82- Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;
13. ГОСТ 12.1.003-2014 - Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности;

14. ГОСТ 12.1.012-90 - Система стандартов безопасности труда.
Вибрационная безопасность. Общие требования;
15. ГОСТ 12.4.002-97 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний;
16. ГОСТ 12.4.024-86 - Система стандартов безопасности труда. Обувь специальная виброзащитная. Общие технические требования;
17. ГОСТ 12.1.007-76 - Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
18. ГОСТ 12.1.004-91 - Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования;
19. ГОСТ 12.1.045-84 - Система стандартов безопасности труда.
Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля;
20. СП 52.13330.2011 - Естественное и искусственное освещение.
Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;
21. СанПиН 2.2.4.548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
22. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 - Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;
23. СанПиН 2.2.4.3359-16 - Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
24. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 - Производственная вибрация. Санитарные нормы;
25. ГОСТ 31192.2-2005 (ИСО 5349-2:2001) Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах;
26. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 - Шум на рабочих местах, Санитарные нормы;
27. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда.
Вибрационная безопасность. Общие требования;
28. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда.
Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

29. СНиП 2.04.05- 91 - Отопление, вентиляция и кондиционирование;
30. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
31. ПУЭ Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн., – М.; Изд-во стандартов 2006. – 331 с. Утверждены Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204;
32. Техника безопасности при геологоразведочных работах. И.А. Шенгер и др. – Л.: Недра, 1970 – 264 с;
33. ГОСТ 12.4.026-2001 - Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;
34. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения;
35. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
36. ГОСТ 31319-2006 (ЕН 14253:2003) Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах;
37. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
38. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2);
39. ПРИКАЗ от 12 марта 2013 года N 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"»;
40. Коваленко В.П. Загрязнения и очистка нефтяных масел / В.П. Коваленко. – М.: Химия. 1978. – 320 с.
41. ГОСТ 17.2.1.03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и

определения контроля загрязнения»;

42. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»;

43. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»

44. ГОСТ 12.4.135-84 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Метод определения щелочепроницаемости»;

45. ГОСТ 12.4.103-83 «Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук.

Классификация»;

46. ГОСТ 12.4.127-83 «Система стандартов безопасности труда. Обувь специальная. Номенклатура показателей качества»

47. <http://biofile.ru/geo/15492.html>;

48. ГОСТ 17.1.3.06-82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод»;

49. ГОСТ 17.2.1.04-77 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения»;

50. ГОСТ 17.1.3.02-77 «Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Правила охраны вод от загрязнения при бурении и освоении морских скважин на нефть и газ»;

51. <http://www.refsru.com/referat-6362-11.html>;

52. <https://ru.wikipedia>;

Приложение А

(Обязательное)

Таблица А1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое Подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	75	четвертичная	Q	0	-	1,2
75	505	танамская	K2 tn	2	-	1,2
505	540	салпадаяхинская	K2 sp	2	-	1,2
540	905	насоновская	K2 ns	2	-	1,2
905	1000	дорожковская	K2 dr	2	-	1,2
1000	1350	долганская	K1 dl	2	-	1,2
1350	1895	яковлевская	K1 jak	2	-	1,2
1895	2040	малохетская	K1 mch	2		1,2
2040	2570	суходудинская	K1 cd	2		1,2
2570	2912	нижнехетская	K1 nch	2		1,3

Таблица А2 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратигра- фического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки(структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	75	Пески, супеси, суглинки, Глины	Пески, глины, супеси, суглинки с редкой галькой изверженных пород. Имеют место межледниковые и ледниковые отложения в виде валунно-галечниковых, моренных образований.
K2 tn	75	505	Алевриты, пески, глины	Алевриты светло-серые, слюдистые с прослоями песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых и глин темно-серых, зеленовато-серых.
K2 sp	505	540	Глины, алевриты, пески	Глины темно-серые, зеленовато- серые с прослоями алевритов светло- серых, слюдистых и песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых.
K2 ns	540	905	Алевриты, пески, Глины	Алевриты серые, серо-зеленые плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых.
K2 dr	905	1000	Глины, алевриты	Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые, алевриты серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые.
K1 dl	1000	1350	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Чередование песчаников серых, светло-серых, разномзернистых, кварцполевошпатовых, косослоистых с алевролитами и аргиллитами зеленовато-серыми, кварцполевошпатовыми реже аркозовыми.
K1 jak	1350	1895	Песчаники, аргиллиты, алевролиты, угли	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато-серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых тонкослоистых, плитчатых и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Прослои углей бурых.

Продолжение таблицы А2

K1 mch	1895	2040	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли	Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, каолинитизированные, слабоцементированные . Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, плитчатые. Угли бурые.
K1 cd	2040	2570	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники серые, темно-серые цвета, мелко-среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, сильно песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные.

Таблица А3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графического подразде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твёрдость, кгсмм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
Q	0	75	супеси	1.5	30-35	1500	10	0	<10	1	10	мягкая
			суглинки	1.8	25-30	10	90	0	<10	2	4	мягкая
			пески	1.5	30-35	1500	5	0	<10	1	10	мягкая
			глины	2.0	25-30	0	95	0	<10	2	4	мягкая

K2 sp	505	540	глины	2.0	15	1500	95	0	10	2	4	мягкая
			алевриты	1.9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	25		10	0	5	1	10	мягкая
K2 ns	540	905	алевриты	1.9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	30-35	0	5	0	5	1	10	мягкая
			глины	2.0	15	10	95	0	10	2	4	мягкая
K2 dr	905	1000	глины	2.2	10	1500	100	0	10	3	4	мягкая
			алевриты	2.0	12	0	55	3	10	2	4	мягкая
K1 dl	1000	1350	песчаники	1.9	25	0	5	до 18	20	2	10	мягкая
			алевролиты	2.1	12	0	35	5	15	3	6	мягкая
			аргиллиты	2.1	10		95	3	20	3	4	
K1 jak	1350	1895	песчаники	1.9	30	100-1500	5	5	30	2	10	средняя
			аргиллиты	2.2	10	20-50	95	3	35	3	4	средняя
			алевролиты	2.0	12	0	25	2	30	3	4	средняя
			угли	1.3	5		0	0	15	1	4	мягкая
K1 mch	1895	2040	Песчаники	2.0	30	200-1950	5	5	30	2	10	средняя
			алевролиты	2.2	12	0	25	2	30	3	4	средняя
K1 cd	2040	2570	песчаники	2.3	30	200-1950	5	5	40	2	10	средняя
			алевролиты	2.5	12	20-50	25	2	35	3	4	средняя
			аргиллиты	2.8	10	0	95	3	50	3	4	средняя
K1 nch	2570	2912	Аргиллиты	2.8	10	0	95	5	80	3	4	средняя
			алевролиты	2.7	12	20-50	25	10	60	3	6	средняя
			песчаники	2.8	30	100-1300	5	до 23	80	3	10	средняя

Продолжение таблицы А3

Таблица А4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг - рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			пластового			Порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
	кгс/см2 на м		источник получения	кгс/см2 на м		источник получения	кгс/см2 на м		источник получения	кгс/см2 на м		источник получения				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	75	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,165	ПАЗ	0	0,18	РФЗ	-1	РФЗ
K2 tn	75	505	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,165	0,165	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	-1	РФЗ
K2 sp	505	540	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,165	0,165	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	0	РФЗ
K2 ns	540	905	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,20	0,20	РФЗ	5	РФЗ
K2 dr	905	1000	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	8	РФЗ
K1 dl	1000	1350	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	15	РФЗ
K1 jak	1350	1895	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	37	РФЗ
K1 mch	1895	2040	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,23	0,23	РФЗ	42	РФЗ
K1 cd	2040	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,194	0,194	ПАЗ	0,27	0,27	РФЗ	47	РФЗ
K1 nch	2570	2912	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,199	0,199	ПАЗ	0,28	0,28	РФЗ	60	РФЗ

Приложение Б (Обязательное)

Таблица Б1 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратигра- фическог о подразде- ления	Интервал		Тип коллектор а	Плотность, кг/м ³	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтян ых пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения , краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K1 jak Як III-VII	1650	1680	Поровый	0,846	80	27,9	-
K1 nch Hx I	2630	2640	Поровый	0,702	100	139	-
K1 nch Hx III-IV	2760	2785	Поровый	0,720	200	128	-
Водоносность							
K ₂ ns	50	90	Поровый	1010	15		Не относится, хлорнатриевый
K ₁ dl	100	200	Поровый	1010	30		Не относится, хлорнатриевый
K ₁ jak	690	700	Поровый	1010	15		Не относится, хлорнатриевый
K ₁ cd	375	385	Поровый	1010	15		Не относится, хлорнатриевый
K ₁ nch	800	823	Поровый	1010	15		Не относится, хлорнатриевый

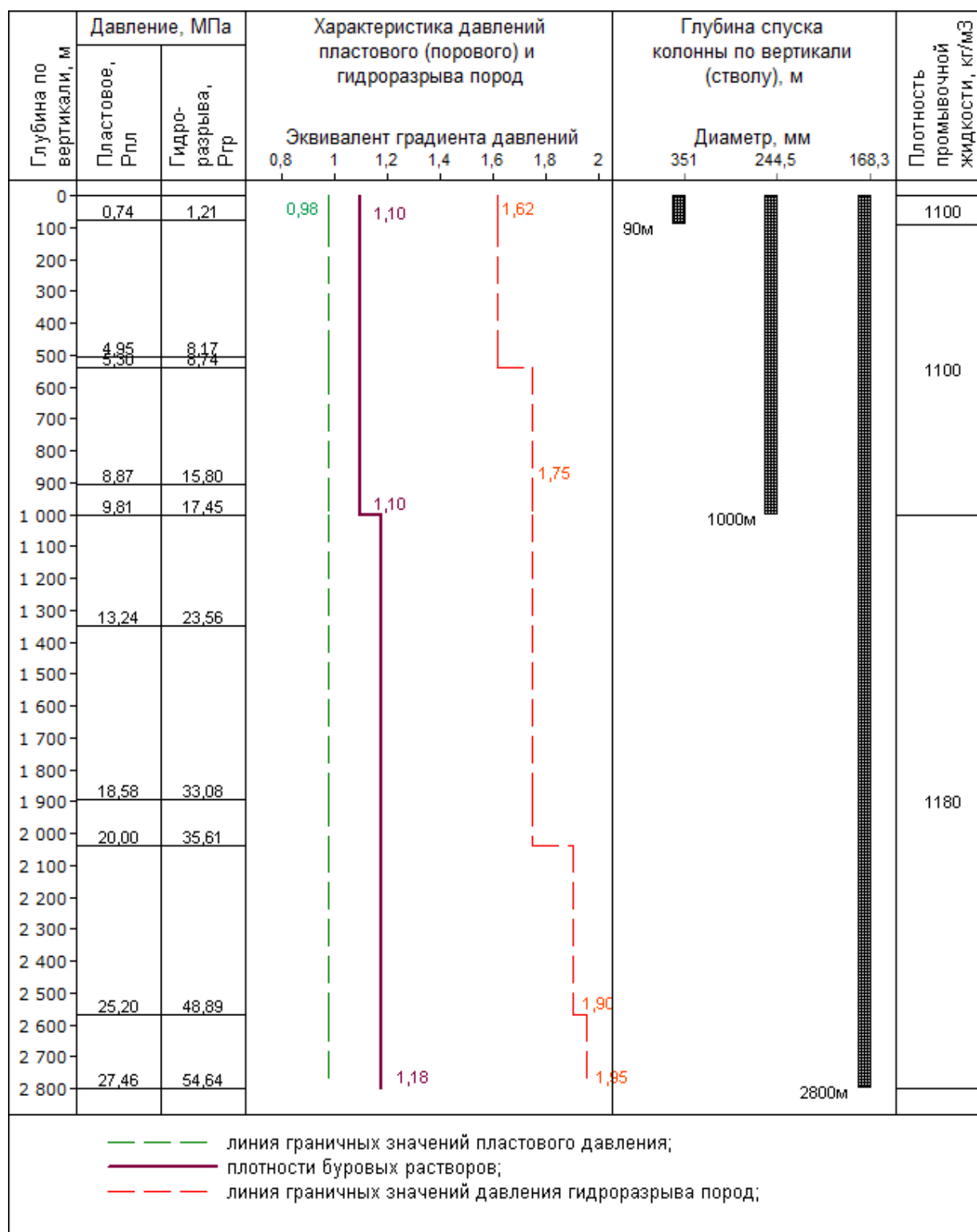
Приложение В (Обязательное)

Таблица В1 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Индекс стратигра- фического подраздел- ения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q- K2 tn	0	535	Обвал стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование	За счет растепления ММП
K2 dr	945	1050	Кавернообразование	При прохождении глинистых пород, их набухании и обваливании в следствии некачественного бурового раствора
K1 jak	1375	1875	Кавернообразование	
K1 cd	2075	2560	Сужение ствола	В интервалах поглощения за счет образования глинистой корки
K1 nch	2560	2912	Кавернообразование	В интервалах залегания глинистых пород, при их набухании и обваливании
Q- K2 tn- K2 sp	0	505	Поглощения бурового раствора	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K2 ns	540	580		
K1 dl	1070	1330		
K1 mch	1945	2035		
K1 cd	2050	2550		
K2 tn	50	90	Газонефтево- допроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско- подъемных операций, снижение противодавления на пласт
K1 dl	1070	1330		
K1 jak Як III-VII	1040	1050		
K1 jak Як III-VII	1077	1087		
K1 nch Hx I	1668	1678		
K1 nch Hx III-IV	1714	1724		

Приложение Г (Обязательное)

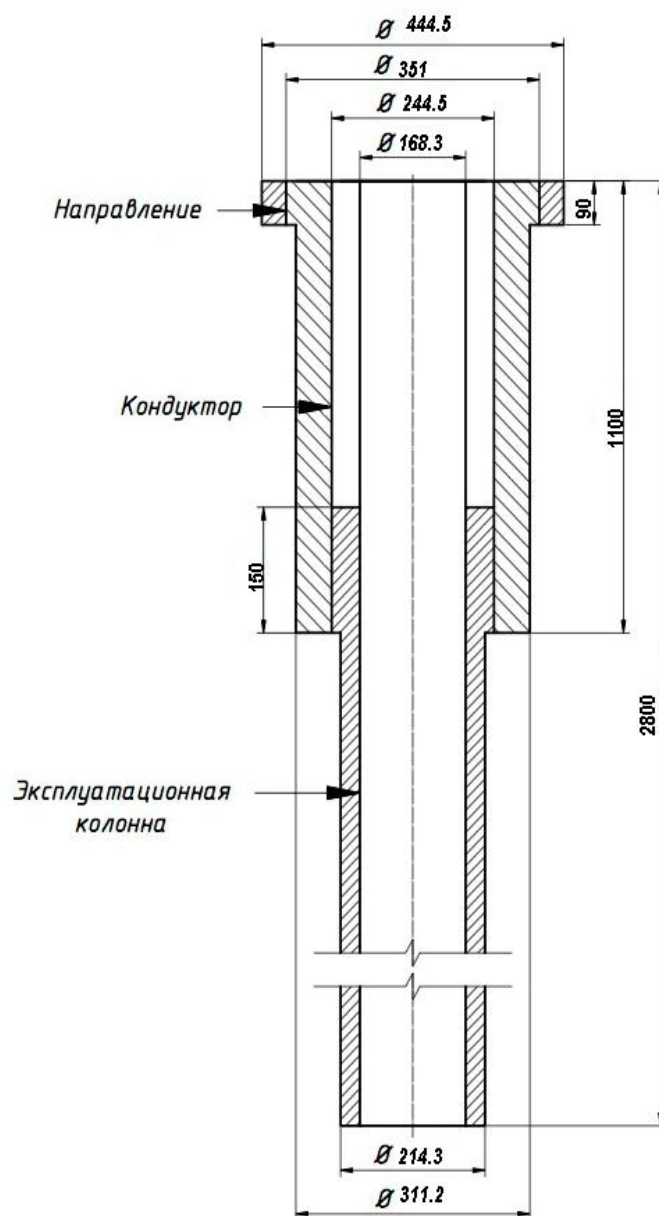
Таблица Г1 Совмещенный график давлений



Приложение Д

(Обязательное)

Рисунок Д1 - Конструкция скважины



Приложение Е
(Обязательное)

Таблица Е1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1100	1100-2850
Шифр долота		444,5GRD311	311,1FD519SM	214,3FD613SM
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		444,5	311,1	214,3
Тип горных пород		М	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117	3-117
	API	6 5/8 Reg	4 1/2Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,40	0,29	0,25
Масса, кг		235	84	45
G, тс	Рекомендуемая	10,4	10,4	6
	Предельная	13	13	8
n, об/мин	Рекомендуемая	92	90	180-200
	Предельная	200	200	200

Таблица Е2 – КНБК для бурения секции под направления (0-90м)

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-90м)							
1	Долото 444,5 GRD311	0,43	444,5	-			0.235
					3-152	Ниппель	
2	Перевод ник M152xM152	0,49	229	100	3-152	Муфта	0.32
					3-152	Муфта	
3	УБТ УБТ- 209.5x76,2	12	209,5	76,2	3-152	Ниппель	3,14
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 3-152/133	0,52	203	80	3-152	Ниппель	3,20
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	5.67
					3-133	Муфта	

Таблица Е3 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90-1100м)

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (90-1100м)							
1	Долото PDC 311,1FD519SM	0,4	311,1	-			0,08
					3-117	Ниппель	
2	Переводник Н152хМ117	0,52	240	101	3-117	Муфта	0,17
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД Д 240.5000.56	9,5	240	-	3-152	Муфта	2,07
					3-171	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-203	0,65	203	71	3-171	Ниппель	2,18
					3-171	Муфта	
6	УБТ УБТ 203х100 Д	48	203	100	3-171	Ниппель	11,4
					3-171	Муфта	
7	Переводник П 3-171/133	0,54	203	100	3-171	Ниппель	11,55
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х10 Д	До устья	127	107	3-133	Ниппель	41,8
					3-133	Муфта	

Таблица Е4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1100-2800м)

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1100-2860м)							
1	Долото PDC 214,3 FD613SM	0,25	214.3	-			0,045
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД Д-178.3600.78	6.89	178	-	3-117	Ниппель	1,03
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,8	178	71	3-147	Ниппель	1,11
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ 178х80 Д	58	178	80	3-147	Ниппель	10,55
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 3-147/133	0,50	178	89	3-147	Ниппель	10,6
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	98,3
					3-133	Муфта	

Таблица Е5 – КНБК для отбора керна (2758-2787м)

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2758-2787м)							
1	Долото БИТ212,7/100 СВ109МН	0,25	212,7	100			0.024
					3-161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд УКР-172/100	14	172	100	3-161	Ниппель	1.5
					3-133	Муфта	
3	Переводник П 3-133/108	0,4	146	80	3-133	Ниппель	1,6
					3-122	Муфта	
3	УБТ УБТ 146х71 Д	12	146	71	3-122	Ниппель	2,8
					3-122	Муфта	
4	Переводник П 3-122/133	0,4	146	80	3-122	Ниппель	2,8
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	91,1
					3-133	Ниппель	

Приложение Ж

Таблица Ж1 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	317

Таблица Ж2 – Компонентный состав полимерглинистого раствора для бурения интервала 90-1100м под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
лотность, г/см ³			1,15
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	40
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности	130
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0.5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Таблица Ж3 – Компонентный состав полимерглинистого раствора для бурения интервала 1100-2700м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Плотность, г/см ³			1,07
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,4
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	33
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0.5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Таблица Ж4 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

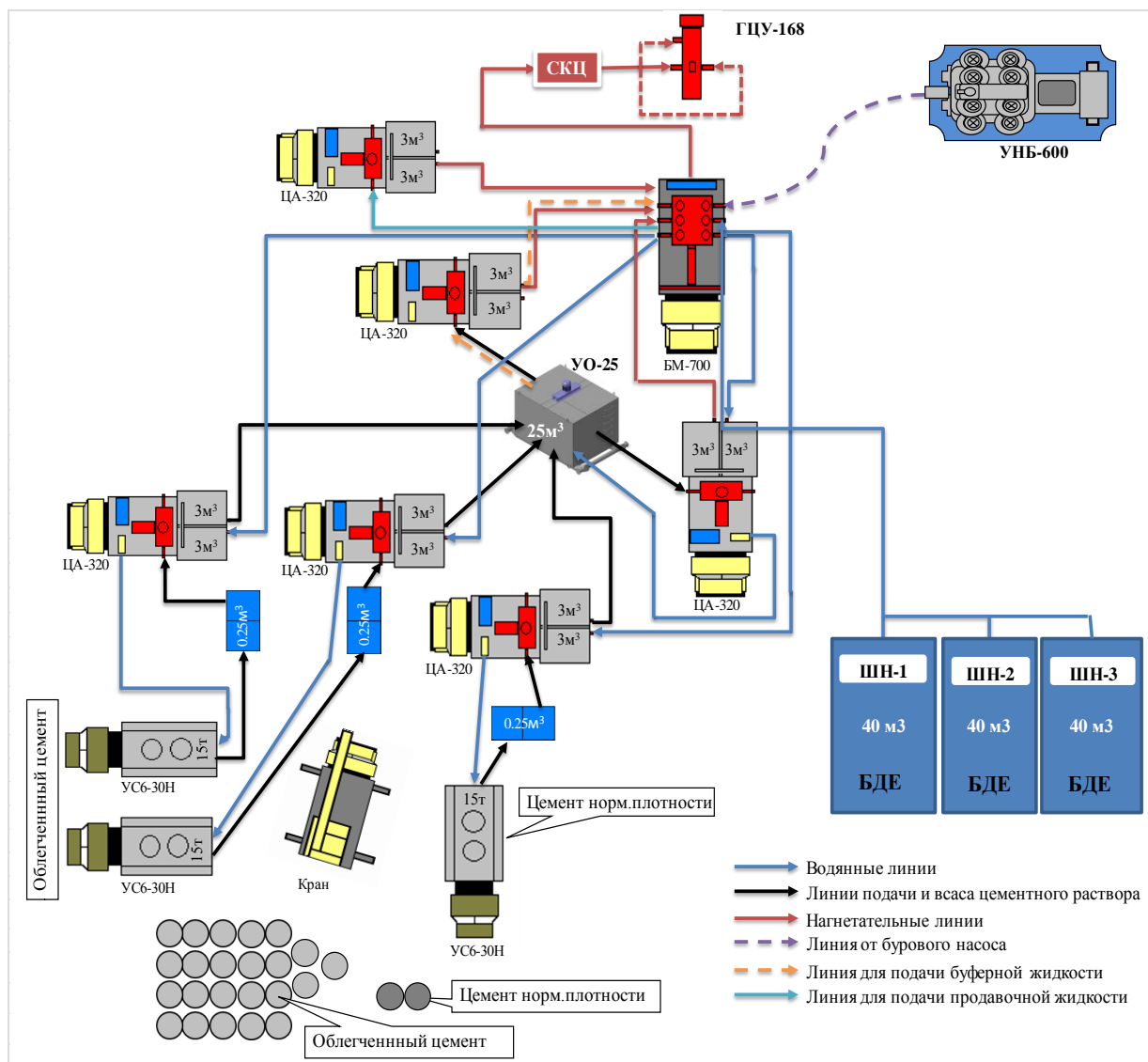
Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	2,1
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,6
KCL	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	50

Продолжение таблицы Ж4

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	18
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	22
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	14
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	25
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающ ие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	11
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологическо й деструкции	0,5
Пеногаситель	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,5

Приложение И (Обязательное)

Рисунок И1 Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования



Приложение К

Рисунок К1 - Организационная структура ООО "ТАЙМЫРНЕФТЬ"

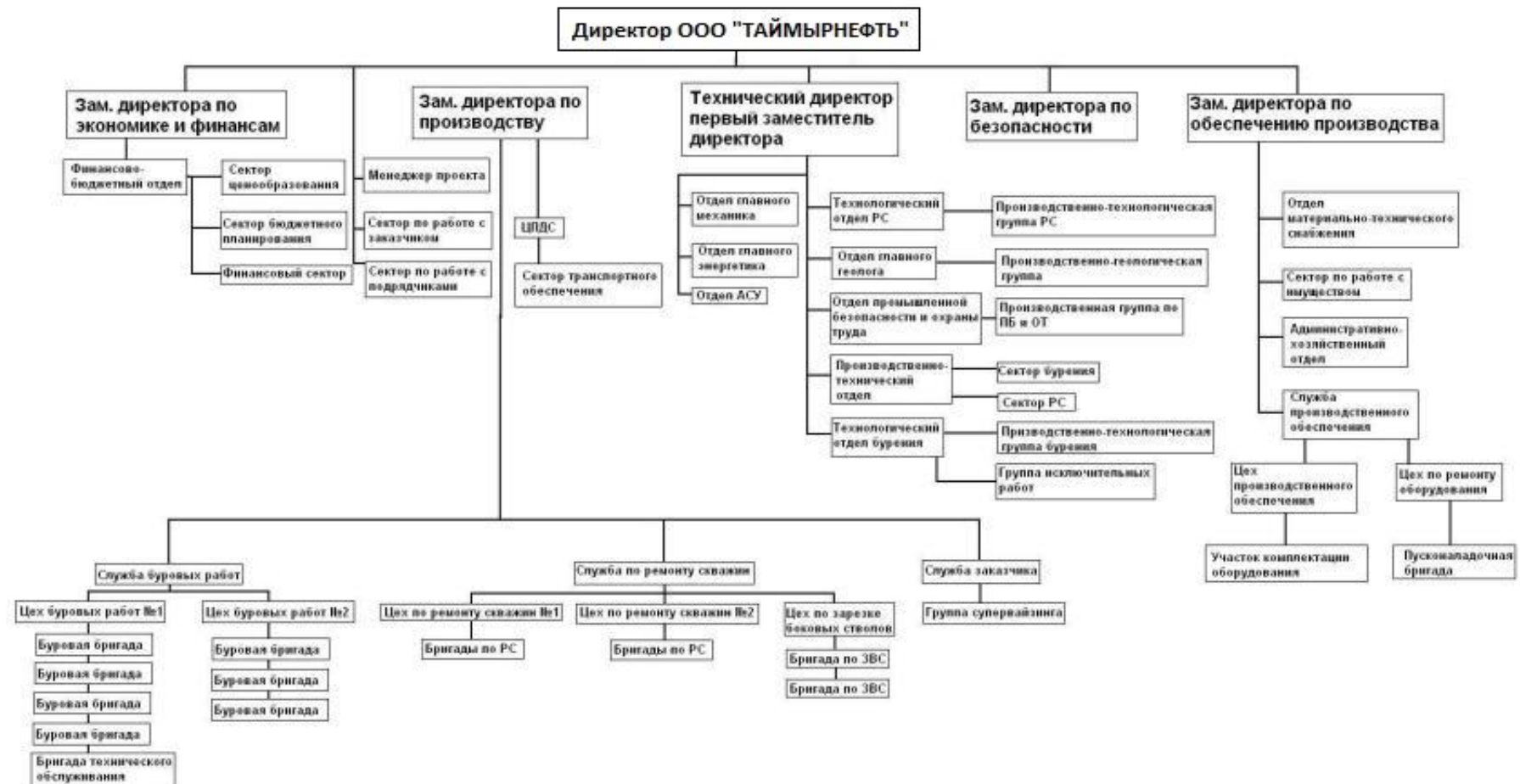


Таблица К1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долота, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
I	0-90	411,3	400	11	24	0-90	0,0119	1,07
Итого на первом интервале								1,07
II	90-1100	311,1	1300	12	32	90-100	0,0012	0,12
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0157	1,57
						800-900	0,0158	1,58
						900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
Итого на втором интервале								15,38
III	1100-2800	214,3	1300	12	32	1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,025	2,5
						2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
						2400-2500	0,0256	2,56
						2500-2600	0,0264	2,64
						2600-2700	0,0276	2,76
						2700-2800	0,0288	2,88
Итого на третьем интервале								39,99
Итого								56,44

Приложение Л

Таблица Л1 - Нормативная карта наклонно-направленной скважины на Западно-Сахалинском месторождении

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	III 444,5 GRD311	400	0,23	0-90	90	0,027	2,43	1,07	3,5
Бурение под кондуктор	PDC 311,1FD519SM	1300	0,92	90-1100	1010	0,032	32,32	15,38	47,7
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 214,3FD613 SM	1700	1	1100-2800	1700	0,054	91,8	39,99	131,79
Всего			2,15		2800		126,55		182,99
Крепление:									
- направления									4,36
- кондуктора									17,0
- эксплуатационная									34,3

Продолжение таблицы Л1

Установка центраторов			-						-
-направление			22						0,36
-кондуктор			56						0,93
- эксплуатационная									
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									12,0
- эксплуатационной									24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)				80-90					1,27
-направление				1090-1100					2,68
-кондуктор				2790-2800					5,02
- эксплуатационной									
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									0,07
-кондуктор									0,43
- эксплуатационная									0,88
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									297,94
Ремонтные работы (3,3 %)									8,94
Общее время на скважину									337,77

Приложение М

Таблица М1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовитель- ные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатацион- ная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	26372,4	3,00	79117,29	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	-		0,16	4514,94	2,19	61798,29	6,04	170439,12
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,6	3,00	59,70	0,16	650,17	2,19	8899,24	6,04	24544,02
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	-		0,16	904,03	2,19	12373,97	6,04	34127,29
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,7	-		0,16	246,35	2,19	3371,87	6,04	9299,59
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	3,00	758,58	0,16	8261,44	2,19	113078,49	6,04	311869,43
Износ бурового инструмента к-т, сут	5821,7	3,00	85,53	0,16	931,48	2,19	12749,61	6,04	35163,32
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,2	-		0,16	227,07	2,19	3108,03	6,04	8571,91
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,20	1580,40	0,16	43029,02	2,19	588959,77	6,04	1624345,66
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	174241,8	-			0,00	-		6,04	1052420,58

Продолжение таблицы М1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,7	-		0,16	526,67	-		-	
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,5	3,00	226876,41	-		2,19	165619,78	6,04	456777,84
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,5	-		0,16	758,64	2,19	10383,94	6,04	28638,80
Плата за подключенную мощность, сут	28361,3	3,00	416,67	0,16	4537,81	2,19	62111,33	6,04	171302,48
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,9	3,00	124,20	-		-			
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,5	-		0,16	3294,64	2,19	45095,45	6,04	124372,83
Эксплуатация ДВС, сут	1817,4	-		0,16	290,78	2,19	3980,06	6,04	10976,98
Эксплуатация трактора, сут	6926,5	3,00	101,76	0,16	1108,23	2,19	15168,96	6,04	41835,84
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,7	3,00	301,20	0,16	3280,27	2,19	44898,68	6,04	123830,15
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,5	147,0 0	2012,43	-		-		-	
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	3,00	507,87	0,16	5531,04	2,19	75706,15	6,04	208796,87

Продолжение таблицы М2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,7	-		0,16	487,47	2,19	6672,19	6,04	18401,85
Порошок бентонитовый марки А, т	15396,7	-		14,20	218632,86	25,40	391075,67	-	
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,8	-		0,17	69219,72	0,38	154726,42	-	
Биолуп LVL, т	66311,9	-		-		-		0,74	49070,81
NaCl, т	44025,5	-		-		-			
Сода кальцинированная марки А, т	3743,0	-		0,09	318,15	0,06	224,58	-	
НТФ, т	187047,2	-		-		-		0,42	78559,82
POLY KEM D, т	66977,6	-		-		-		0,63	42195,89
Барит, т	65344,0	-		-		-		-	
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,3	0,35	11,36	14,51	96177,10	40,32	267254,35	1,40	9279,66
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,8	-		0,80	3843,86	3,50	16816,89	1,03	4948,97
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,3	-		6,39	35830,85	63,30	354944,12		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,3	0,82	22,51	0,34	1905,80	0,86	4820,55		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			311975,91		504508,41		2423838,38		4639769,73
Итого затраты зависящие от времени							7880092,43		

Продолжение таблицы М2

Затраты зависящие от объема работ									
444,5GRD311	140162,88	-	-	0,23	32237,46	-	-	-	
311,1FD519SM	281734,74	-	-	-		0,92	259195,96	-	
214,3FD613SM	209999,28	-	-	-		-		1,00	209999,28
Износ шурфа на 10 %, м	318,55	-	-	50,00	15927,60	672,0 0	214066,94	2409,0 0	3758,04
Транспортировка труб, т	1002,62	-	-	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,70	209,66
Транспортировка долот, т	1349,76	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	172957,40								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		39863,1072		317844,6512		213973,59	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		311975,91		544371,53		2741683,03		4853743,32	
Всего по сметному расчету, руб		16201114,05							

Таблица М3 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол -во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	0,20	5643,68	0,78	22010,35	1,57	44302,88
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера, сут	4063,58	0,20	812,72	0,78	3169,59	1,57	6379,82
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,21	0,20	1130,04	0,78	4407,17	1,57	8870,84
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,67	0,20	307,93	0,78	1200,94	1,57	2417,28
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,01	0,20	10326,80	0,78	40274,53	1,57	81065,40
Износ бурового инструмента к-т, сут	5821,74	0,20	1164,35	0,78	4540,96	1,57	9140,13
Износ ловильного инструмента при экспл. бурении, сут	1419,19	0,20	283,84	0,78	1106,97	1,57	2228,13
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,40	0,20	53786,28	0,78	209766,4 9	1,57	422222,30

Продолжение таблицы МЗ

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,60	0,20	55869,12	0,78	217889,57	1,57	438572,59
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,48	0,20	17128,30	0,78	66800,35	1,57	134457,12
Плата за подключенную мощность, сут	28361,34	0,20	5672,27	0,78	22121,84	1,57	44527,30
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,53	0,20	4118,31	0,78	16061,39	1,57	32328,70
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	0,20	363,48	0,78	1417,56	1,57	2853,29
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	0,20	4100,34	0,78	15991,31	1,57	32187,64
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,02	0,20	6913,80	0,78	26963,83	1,57	54273,36
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,28	0,20	751,46	0,78	2930,68	1,57	5898,93
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	0,20	1385,29	0,78	5402,64	1,57	10874,55
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,48	1,70	2850,02	25,00	41912,05	1,21	2028,54
Башмак колонный БК-324, шт	17459,10	1,00	17459,10	-		-	
Башмак колонный БК-245, шт	13273,00	-		1,00	13273,00	-	
Башмак колонный БК-168, шт	9291,10	-		-		1,00	9291,10
Центратор ЦЦ-245/295, шт	4329,04	-		22,00	95238,88	-	
Центратор ЦЦ-215/255, шт	3369,30	-		-		56,00	188680,80
ЦКОДМ-245, шт	23095,02	-		1,00	23095,02	-	

Продолжение таблицы МЗ

1	2	3	4	5	6	7	8
ЦКОД-168, шт	21441,00	-		-		1,00	21441,00
Продавочная пробка ПРПЦ-324 351, шт	16438,10	1,00	16438,10	-		-	
Продавочная пробка ПРПЦ-219 245, шт	12078,43	-		1,00	12078,43	-	
Продавочная пробка ПРПЦ-126 168, шт	6150,50	-		-		1,00	6150,50
Головка цементируочная ГЦУ-324	808632,00	1,00	808632,00	-		-	
Головка цементируочная ГЦУ-245	677944,00	-		1,00	677944,00	-	
Головка цементируочная ГЦУ-168	588096,00	-		-		1,00	588096,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1015137,21		1525597,56		2148288,20	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324х9,5, м	7598,28	90,00	683845,38	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9, м	5825,83	-	-	1100,0	6408408,6 0	-	-
Обсадные трубы 168х8, м	4075,83	-	-	-	-	2800,00	11412329,6
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5472,56	3,17	17348,02	21,60	374717,13	-	
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6105,6	-		-		2,80	17095,62
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-Об(4)-50, т	6534,4	-		-		27,70	181002,88
Хлористый кальций, т	15850	0,11	1743,50	1,03	1795,81	0,19	3059,05

Продолжение таблицы МЗ

1	2	3	4	5	6	7	8
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,16	1,00	29811,16	2,00	59622,32	6,00	178866,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,24	2,79	3424,01	25,87	88579,01	30,50	37430,88
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,88	1,00	7432,88	1,50	11149,32	4,00	29731,52
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,52	-		-		1,00	16458,52
Пробег ЦА-320М, км	7514,56	3,00	22543,68	8,50	191621,28	13,00	97689,28
Пробег ЦСМ, км	7514,56	1,00	7514,56	3,80	28555,33	4,00	30058,24
Пробег СКЦ-2М, км	8331,36	-		-		1,00	8331,36
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,06	-		16,00	50608,93	24,00	75913,39
Транспортировка обсадных труб, т	3830,79	8,40	32178,65	54,00	1737647,25	84,60	324085,00
Транспортировка обсадных труб запаса , т	7661,58	0,25	1930,72	1,62	3127,77	2,54	19445,10
Транспортировка вахт, руб	172957,40						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб		825658,43		8973718,61		12449383,28	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		26937783,30					
		27110740,70					
Всего по сметному расчету, руб							

Таблица М4 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	11685140,8
Разработка трубопроводов линий передач и др.	46761,8
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	218698,2
Итого по главе 1	11950601
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	3015421,4
Разборка и демонтаж	247082
Монтаж установки для освоения скважины	87601,8
Демонтаж установки для освоения скважины	30017,4
Итого по главе 2	3380122,6
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	16201114,05
Крепление скважины	27110740,70
Итого по главе 3	43311854,75
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2160436
Итого по главе 4	2160436
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	4638173,66
Итого по главе 5	4638173,66

Продолжение таблицы М4

Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	217003,87
Эксплуатация котельной	563592
Итого по главе 6	780595,87
Итого по главам 1-6	66221783,68
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	10860372,52
Итого по главе 7	10860372,52
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7	6166572,50
Итого по главе 8	6166572,50
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий	3829441,52
Выплаты за работу в районах крайнего севера	2414213,13
Выплаты за подвижной характер работы	1498477,12
Лабораторные работы	68208,44
Топографо-геодезические работы	25116,6
Скважины на воду	974238,2
Итого по главе 9	8809695,00
Итого по главам 1-9	92058423,70
Глава 10	
Авторский надзор	184116,85
Итого по главе 10	184116,85
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	161318
Проектные работы	782086
Итого по главе 11	943404

Продолжение таблицы М4

Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	46592972,27
Итого по главе 12	46592972,27
Итого по сводному сметному расчету	139778916,82
НДС 18%	25160205,03
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	164939121,85

Приложение Н

Рисунок Н1 - Эпюра наружных избыточных давлений

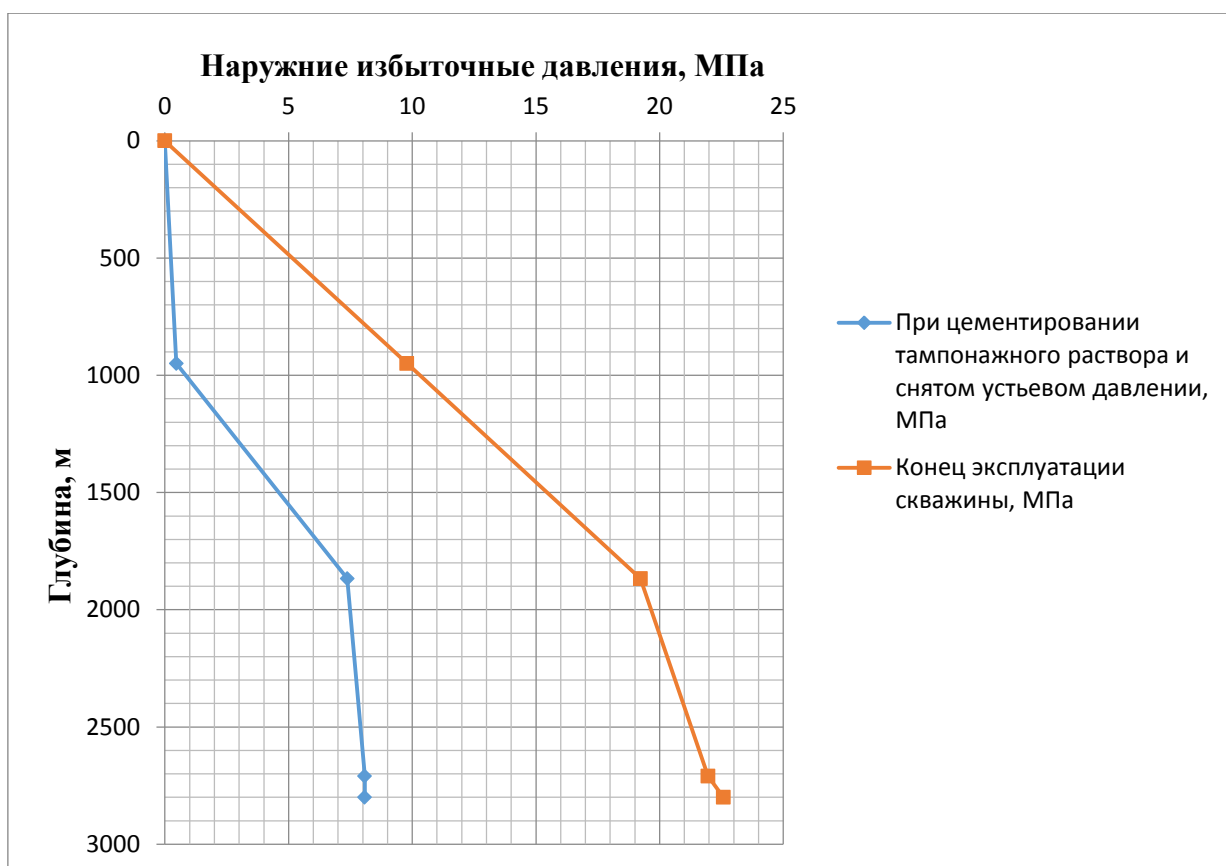
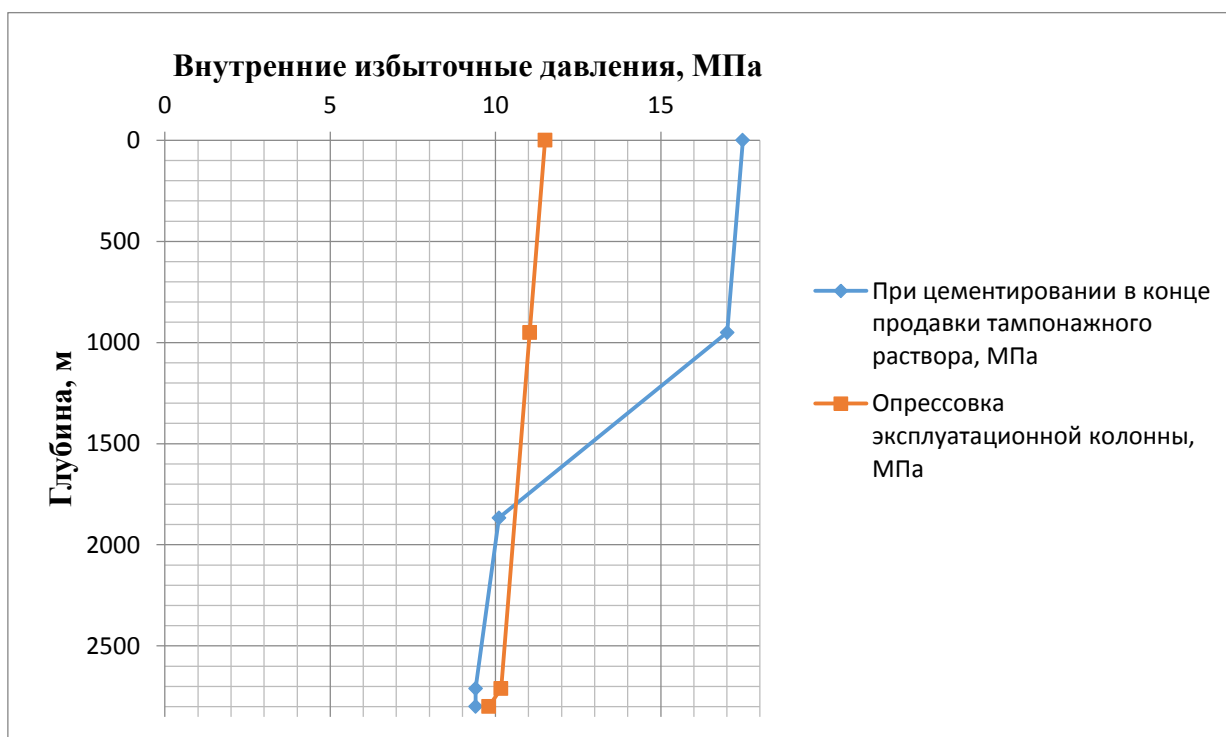


Рисунок Н2 - Эпюра внутренних избыточных давлений.



Приложение П

Таблица П1 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната		
Диаметром, мм	от 9,5 до 19	
Рабочее давление, Мпа	14	
Диаметр прохода, мм	25	
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубризатора.		
Рабочее давление, Мпа	14	
Диаметр прохода, мм	25	
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.		
Рабочее давление, МПа	21	
Диаметр прохода, мм	75,9	
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.		
Рабочее давление, МПа	14	
Диаметр прохода, мм	76	
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Рабочее давление, МПа	14	
Диаметр прохода, мм	62	
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Рабочее давление, МПа	21	
Диаметр прохода, мм	38	
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.		
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.		
Рабочее давление, МПа	21	
Диаметр прохода, мм	80	
Присоед.резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .		
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.		
Рабочее давление, МПа	21	
Диаметр прохода, мм	78	
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.		
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.		
Рабочее давление, МПа	21	
Диаметр прохода, мм	211,1	
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.		

Приложение Р

Таблица Р1– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
1.Подготовка площадки для строительства буровой вышки 2.Бурение 3.Приготовление растворов 4.Цементирование скважины	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 [3]
	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Тяжесть физического труда 4.Превышенная вибрация. 5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми. 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли. 2.Движущиеся машин и механизмы производственного оборудования; 3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4.Электрический ток; 5.Пожароопасность	ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]